

Petro sudah di index oleh Google Scholar dan ipi



DAFTAR ISI

LIQUID HOLDUP MANAGEMENT BY PREDICTING STEADY STATE TURNDOWN RATE IN WET GAS PIPELINE NETWORK

Kartika Fajarwati Hartono, M. Taufiq Fatthadin, Reno Pratiwi

A STUDY ON THE SHARES OF SEVERAL INDEPENDENT VARIABLES IN PREDICTING THE DOMESTIC GAS PRICE

Andry Prima

ANALISIS LOST CIRCULATION PEMOMPAAN GRAVEL SLURRY PADA SUMUR X BERDASARKAN WAKTU TUNGGU

Novrianti, Ali Musnal, Febriyan Ramadhan S

PENGARUH PENAMBAHAN GARAM NaCl PADA LUMPUR PEMBORAN BERBAGAI TEMPERATUR

Widia Yanti, Abdul Hamid, Ibnu Badar Bajri

ANALISA DAN UAPAYA DALAM MENGATASI PIPA TERJEPIT PADA PEMBORAN SUMUR X LAPANGAN Z

Abdul Hamid, Achmad Alkatiri

KEEKONOMIAN LISTRIK PANAS BUMI

Pri Agung Rakhmanto

PERHITUNGAN ISI AWAL MINYAK DI TEMPAT DAN PERHITUNGAN RECOVERY FACTOR SEBELUM DAN SESUDAH INJEKSI AIR PADA RESERVOIR ALFA

Lestari Said, MG. Sri Wahyuni, Andrew Bobby Sibarani

OPTIMASI LAJU INJEKSI AIR UNTUK PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA LAPISAN “W” LAPANGAN “EZA”

Djunaedi Agus Wibowo, Rachmat Sudibjo, Maman Djumantara, Suryo Prakoso

OPTIMASI LAJU INJEKSI AIR UNTUK PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA LAPISAN “W” LAPANGAN “EZA”

Djunaedi Agus Wibowo¹, Rachmat Sudibjo¹, Maman Djumantara¹, Suryo Prakoso¹

¹Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia

Jl. Kyai Tapa No.1 Grogol, Jakarta Barat 11440

Telp. 021-5663232, Fax. 021-25565637

ABSTRAK

Penelitian ini bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak lapisan “W”, dengan cara menentukan laju injeksi air yang optimal agar dapat mendorong minyak lebih efisien menuju lubang sumur untuk diproduksi ke permukaan. Penelitian ini didasari dari hasil analisa produksi yang menunjukkan bahwa lapisan “W” saat ini sudah menurun dan belum optimalnya laju injeksi air yang ada.

Metode penelitian adalah dengan melakukan simulasi reservoir untuk dapat memodelkan kondisi reservoir yang ada berdasarkan data geologi, data produksi, data skal, dan data fluida reservoir. Hasil simulasi reservoir kemudian digunakan untuk memprediksi kinerja reservoir sesuai dengan skenario produksi yang dibuat.

Berdasarkan hasil proses simulasi *reservoir* diperoleh OOIP inisialisasi lapisan “W” sebesar 40.11 MM STB. Selanjutnya dilakukan *history matching* dan dibuat prediksi pengembangan lapangan. Hasil skenario paling optimum yaitu *Base Case + Workover + Infill + Injeksi Air 3000 BWIPD*, dengan hasil peningkatan produksi minyak 5.73 MM STB dan RF sebesar 14.3 %.

Kata Kunci : Injeksi Air, Produksi Minyak, Simulasi Reservoir

ABSTRACT

This study aims to increase the production of oil layer "W", by determining the optimal rate of water injection in order to encourage more efficient oil to the wellbore for surface production. This research is based on the result of production analysis which shows that "W" layer has decreased and not optimal water injection rate.

The research method is to perform a reservoir simulation to model existing reservoir conditions based on geological data, production data, scal data, and reservoir fluid data. The reservoir simulation results are then used to predict the performance of the reservoir in accordance with the production scenario created.

Based on the results of the reservoir simulation process obtained OOIP initialization layer "W" of 40.11 MM STB. The following is done history matching and made predictions of field development. The most optimum scenario result is *Base Case + Workover + Infill + Water Injection 3000 BWIPD*, with the result of increasing oil production of 5.73 MM STB and RF by 14.3%.

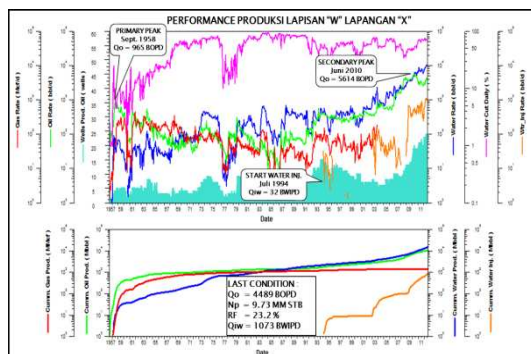
Keywords : Water Injection, Oil Production, Reservoir Simulation

PENDAHULUAN

Reservoir lapisan “W” lapangan “EZA” pertama kali berproduksi pada Juni 1957, dan sampai saat ini telah memiliki kumulatif produksi sebesar 9.73 MM STB dengan RF 24.26 %. Jumlah sumur yang telah dibor 55 sumur. Dari jumlah tersebut 23 sumur aktif produksi, 5 sumur injeksi air dan 22 sumur *shut-in*.

Primary peak production lapisan “W” terjadi pada tahun 1958. Selanjutnya laju produksi minyak terus mengalami penurunan, sehingga pada tahun 1994 mulai dilakukan injeksi air. Adanya injeksi air ini maka mulai terjadi peningkatan laju produksi dan pada tahun 2010 terjadi *secondary peak production*. Tetapi tahun-tahun berikutnya produksi mulai menurun, walaupun sumur produksi ditambah, seperti terlihat pada Gambar 1.

Karena itu dibutuhkan penelitian *reservoir* untuk strategi pengembangan lapangan ini. Hasil penelitian digunakan untuk merencanakan dan menentukan titik sumur *infill* baru, menentukan pola dan titik sumur injeksi air dan penentuan laju injeksi air yang optimal agar bisa meningkatkan laju produksi minyak dengan menggunakan simulasi *reservoir*.



Gambar 1. Produksi lapisan “W”.

METODOLOGI

Penelitian dengan metode simulasi *reservoir* ini akan mempelajari kembali kondisi *reservoir* lapisan “W” lapangan “EZA”, agar dapat menentukan pola pengembangan lapangan, terutama dalam pola penempatan sumur injektor dan monitor dan *pattern* yang optimum, serta melakukan penyelarasan (*history matching*) untuk validasi model G&G yang telah dibangun. Dari hasil tersebut kemudian melakukan peramalan (prediksi) yang terdiri dari peramalan produksi dengan kondisi “existing” (*Base Case*), skenario *production-injection patterns* dengan cara merubah sumur *shut-in* menjadi sumur injeksi, serta skenario penentuan rate injeksi yang optimum.

Data-data *engineering* yang diperlukan dalam studi simulasi *reservoir* telah dipersiapkan dalam kajian *reservoir*, seperti sifat batuan *reservoir*, sifat fisik dan kimia fluida minyak, gas, air. Serta data interval perforasi dan produksi sumuran, dan data tekanan *reservoir* yang akan menjadi salah satu parameter dalam proses penyelarasan produksi (*history matching*).

1. Sejarah Produksi dan Kompleksi Sumur

Simulasi *reservoir* dimulai dari tanggal pertama sumur berproduksi Juni 1957 sampai data produksi terakhir. Sumur-sumur yang masih berproduksi digunakan sebagai *constrain historical matching*-nya. Peramalan kinerja produksi yang akan datang (*forecast*) dilakukan sampai Desember 2035 (*end of contract*).

Lapisan “W” telah diproduksi dari 55 sumur, dan sumur aktif produksi ada 23 sumur. Lapisan “W” telah menguras minyak sebesar 9.73 MM STB dengan *Recovery Factor* 23.2 %. Sejak Juli 1994 dilakukan injeksi air dengan merubah sumur *shut-in* menjadi sumur injeksi.

2. Data PVT

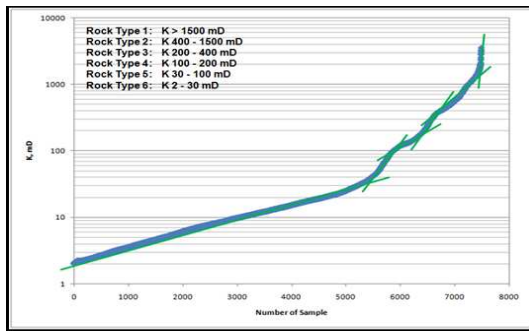
Data PVT yang digunakan diperoleh dari hasil analisa laboratorium sumur L-248.

3. Data SCAL (*Special Core Analysis*)

Data SCAL untuk sistem *oil-water* didapat dari analisa laboratorium *sample core* sumur L-236, L-216, L-217.

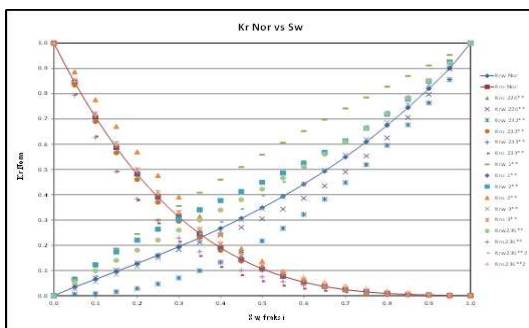
Agar data SCAL representatif terhadap model *reservoir* yang ada, maka dilakukan regionisasi terhadap *rock type* berdasarkan distribusi data *permeability* dari hasil analisa *routine core*, seperti terlihat pada Gambar 2, sebagai berikut :

- *Rock type 1* : range harga *permeability* > 1500 md.
- *Rock type 2* : range harga *permeability* 400 < 1500 md.
- *Rock type 3* : range harga *permeability* 200 < 400 md.
- *Rock type 4* : range harga *permeability* 100 < 200 md.
- *Rock type 5* : range harga *permeability* 30 < 100 md.
- *Rock type 6* : range harga *permeability* 2 < 30 md.

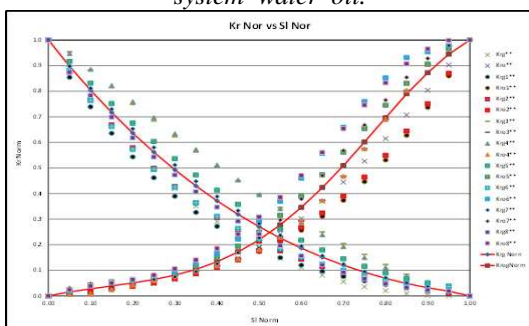


Gambar 2. Rock type berdasarkan distribusi data permeability.

Normalisasi data water-oil dan Gas-oil relatif permeability dilakukan berdasarkan data SCAL yang ada (Gambar 3 dan 4). Berdasarkan data water-oil end point relatif permeability dibuat grafik $K_{ro} vs S_{wc}$, $S_{wc} vs S_{or}$, $S_{wc} vs K_{ro}@S_{wc}$, $S_{wc} vs K_{rw}@S_{or}$. Untuk data gas-oil end point relatif permeability dibuat hubungan $S_{lr} vs S_{wc}$, $S_{wc} vs K_{rog}@S_{wc}$, $S_{wc} vs K_{rg}@S_{lr}$.



Gambar 3. Normalisasi relatif permeability system water-oil.

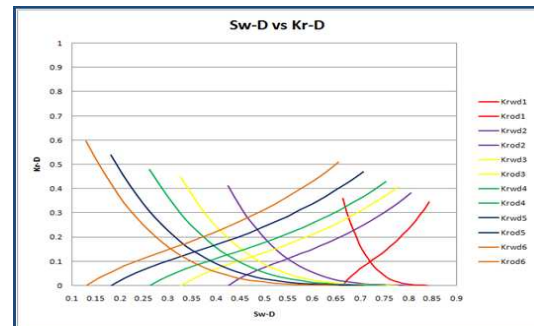


Gambar 4. Normalisasi relatif permeability system gas-oil.

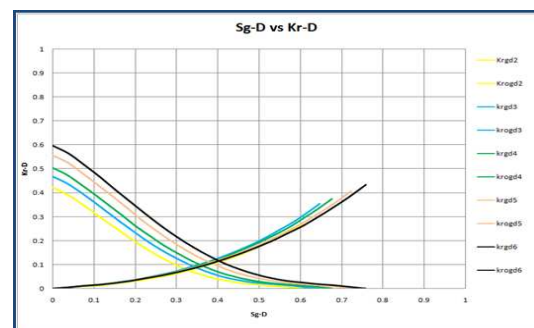
Denormalisasi untuk data relatif permeability dilakukan berdasarkan rata-rata data permeability (K) dan harga end point relatif permeability pada masing-masing rock type. Harga tersebut diperoleh dari hubungan water-oil end point relatif

permeability dan gas-oil end point relatif permeability seperti gambar tersebut di atas.

Gambar 5 dan 6 menunjukkan hasil denormalisasi relatif permeability system oil-water dan system gas-oil untuk masing-masing rock type.



Gambar 5. Denormalisasi relatif permeability system water-oil.



Gambar 6. Denormalisasi relatif permeability system gas-oil.

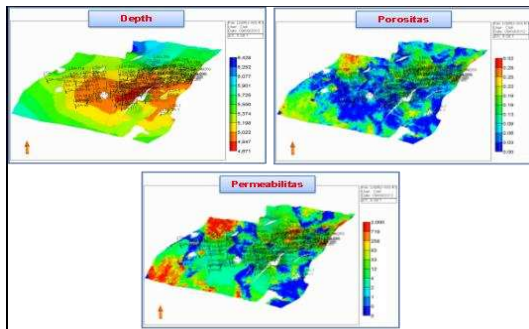
4. Model Grid Reservoir

Model gridreservoir yang digunakan adalah singleporosity dengan jumlah grid celldan rata-rata ukuran gridsebagai berikut :

- Grid dimensi : 157 x 161 x 42
- Cell size : 50 x 50 x 1 m
- Grid layer : 42 Layer, total grid cell 1061634

Adapun grid model yang diperoleh dari pemodelan reservoir statik yaitu, top structure, Ketebalan reservoir, Net to gross, Saturasi water awal (S_{wi}), Porositas dan permeabilitas, Water Oil Contact (WOC) dan Cadangan volumetrik.

Gambar 7 menunjukkan hasil model grid dan reservoir property pada lapisan "W" lapangan "EZA".



Gambar 7. Model grid dan property.

5. Inisialisasi Model

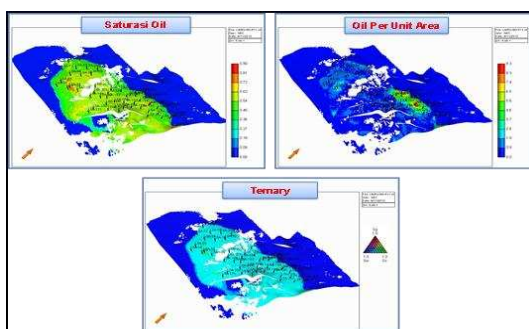
Untuk tahap awal validasi model, maka dilakukan inisialisasi model dengan memakai simulator *black oil*. Inisialisasi bertujuan untuk membangun kondisi kesetimbangan volume antara hasil model geologi statik dengan hasil model simulasi *reservoir*. Inisialisasi perlu dilakukan karena dalam perhitungan OOIP pada model geologi statik, S_w yang dipakai adalah hasil analisa *logging*. Pada model simulasi *reservoir* dipakai S_w hasil model *rock type*.

Hasil inisialisasi dilakukan sampai batas perbedaan maksimum 5% dari data volume OOIP dari model geologi statik, seperti terlihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Perbandingan hasil inisialisasi cadangan pada lapisan "W".

LAPISAN	OOIP (MM STB)		PERBEDAAN %
	Volumetrik	Simulasi	
W	41.99	40.11	4.5

Hasil inisialisasi di atas menunjukkan bahwa model *reservoir* yang telah dibangun memiliki volume minyak yang dapat dianggap relatif sama dengan keadaan *reservoir* yang sebenarnya. Gambar 8 menunjukkan hasil inisialisasi model grid dan *reservoir property* pada lapisan "W" lapangan "EZA".



Gambar 8. Model grid initial condition

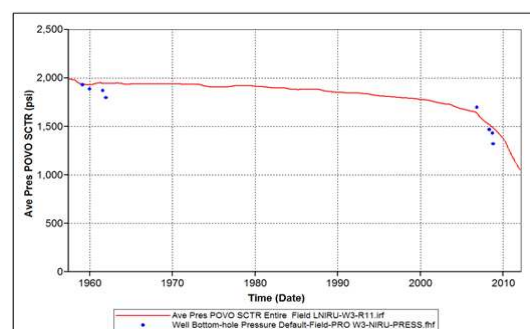
6. Proses History Matching

Proses *History matching* bertujuan untuk membuktikan apakah model *reservoir* yang dibuat sudah mewakili kondisi *reservoir* yang sebenarnya, yaitu dengan menguji kecocokan kinerja produksi hasil simulasi dengan data produksi lapangan sebenarnya. Dari proses tersebut model akan disesuaikan sehingga akan diperoleh perilaku produksi minyak, gas dan air yang sama atau mendekati data produksi yang ada, dengan cara mengubah secara rasional dan sesuai dengan kaidah teknik *reservoir* terhadap parameter-parameter batuan dan lain-lain. Dalam proses penyesuaian, data produksi bulanan sumur *liquid* dijadikan sebagai data *input*, sedangkan data produksi gas serta data tekanan *reservoir* yang tersedia, adalah parameter yang perlu di *matching*.

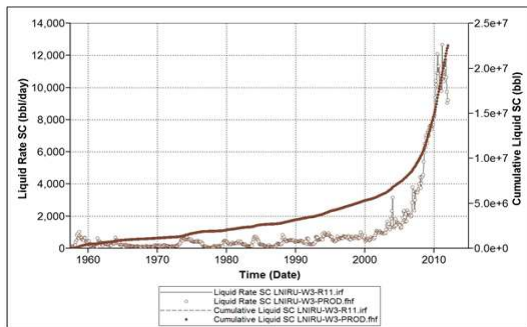
Tahap penyesuaian ini dilakukan dengan mengasumsikan volume *aquifer* sebagai salah satu daya untuk memberi dukungan saat fluida *reservoir* diproduksi serta sebagai faktor yang menentukan sistem tekanan *reservoir*. Untuk itu digunakan model analitik *aquifer*, dan menempatkan *aquifer* sebagai *edge aquifer*.

Selama proses *matching* tersebut, maka produksi *liquid* (minyak dan air) dan gas yang dihasilkan oleh model di setiap sumur, akan dibandingkan dengan data produksi aktual sumur bersangkutan. Penyesuaian dilakukan terhadap parameter *reservoir* yang menjadi faktor penentu untuk jumlah serta kemampuan alir batuan *reservoir*, supaya dapat memperoleh *performance* produksi yang mendekati data aktualnya. Parameter *reservoir* yang biasanya dilakukan *adjustment* adalah permeabilitas batuan, *pore* volume batuan, PI sumur, kurva permeabilitas *related* dan kekuatan *aquifer* (*analytical*).

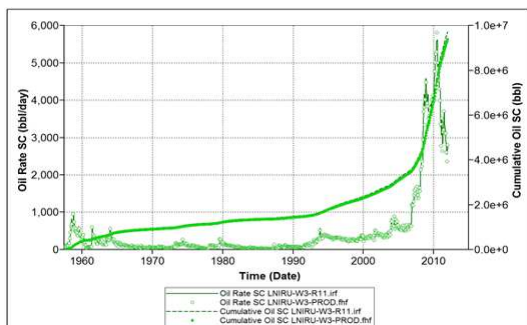
Hasil penyesuaian produksi dan distribusi saturasi pada *end of history matching* dapat dilihat pada Gambar 9 s/d Gambar 13.



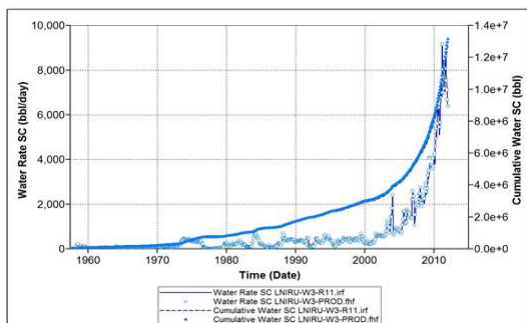
Gambar 9. Field pressure history matching



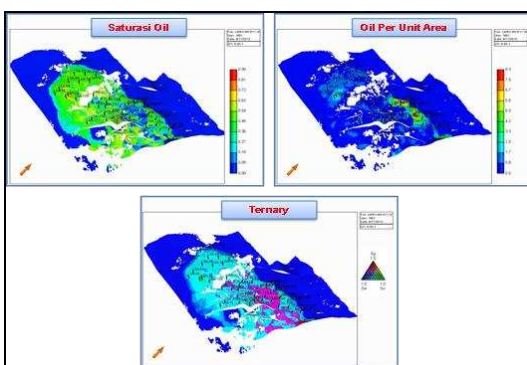
Gambar 10. Field liquid history matching



Gambar 11. Field oil history matching



Gambar 12. Field water history matching



Gambar 13. End of history matching

7. Skenario Pengembangan

Setelah proses penyelarasan selesai, maka model yang diperoleh dapat digunakan untuk melakukan prediksi guna mendapatkan beberapa skenario yang dapat dipilih untuk pengembangan lapangan “EZA”.

Skenario pengembangan pada lapisan “W” akan difokuskan untuk upaya-upaya peningkatan produksi, baik dengan penambahan sumur-sumur *infill* maupun dengan optimasi laju injeksi air pada sumur-sumur injeksi air yang sudah ada. Pemilihan sumur injeksi akan mempertimbangkan status sumur tersebut dan *pattern* sumur injeksi dan produksi.

Komposit dari *oil per unit area* lapisan “W” digunakan untuk membuat desain sumur injeksi dan produksi dengan pola kombinasi *inverted five spot* dibagian Selatan dan *peripheral* dibagian Utara, seperti terlihat pada Gambar 14. *Sensitivity rate* injeksi dilakukan untuk melihat pengaruh *rate* injeksi air terhadap produksi minyak. Skenario pengembangan pada lapisan “W” adalah sebagai berikut :

1. Base Case (BC) = Skenario I

Kasus ini *forecasting* dilakukan untuk sumur-sumur *existing* yang masih berproduksi dari lapisan “W”.

2. Base Case + Workover = Skenario II

Kasus ini merupakan pengembangan skenario I ditambah dengan sumur *Workover* lapisan “W”.

3. Base Case + Workover + Infill = Skenario III

Kasus ini merupakan pengembangan skenario II ditambah dengan sumur *Infill* untuk lapisan “W”.

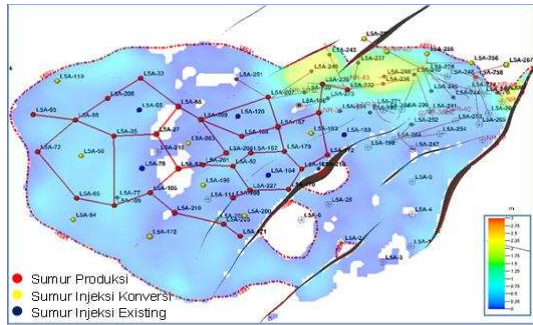
4. Base Case + Workover + Infill+ Injeksi Air (1000, 2000, 3000, dan 4000 bwpd) = Skenario IV

Kasus ini merupakan pengembangan skenario III ditambahkan sumur injeksi air yang merupakan sumur konversi dari sumur-sumur produksi yang telah *shut-in*.

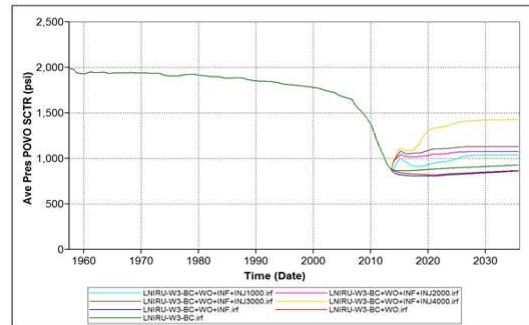
Prediksi menggunakan konstrain sebagai berikut :

- Qmin 20 BOPD.
- BHP min 700 psi (asumsi memakai ESP).

Gambar 14 adalah *pattern* lokasi sumur injeksi dan produksi lapisan “W”. Besarnya *rate* injeksi yang digunakan untuk *sensitivity* adalah 1000, 2000, 3000, dan 4000 BWIPD.



Gambar 14. Pattern sumur injeksi dan Produksi



Gambar 15. Field pressure forecasting

HASIL DAN ANALISIS

Hasil skenario pengembangan yang dilakukan untuk lapisan "W" lapangan "EZA" ditunjukkan pada Tabel 2, sedangkan pada Tabel 3 dan 4 untuk *workover* dan *infill drilling* per sumuran.

Tabel 2. Field summary hasil prediksi lapisan "W"

ZONE	CASE	OOP SIM MMSTB	NP Aug-12 MMSTB	NP EUR MMSTB	ΔNP MMSTB	RF Aug-12 %	RF EUR %	ΔRF %
W	BC	40.11	9.73	11.63	1.90	24.26	29.00	4.74
	BC + WO			11.77	2.04		29.34	5.08
	BC + WO + INFILL			11.91	2.17		29.68	5.42
	BC + WO + INFILL + INJ1000			14.50	4.77		36.16	11.90
	BC + WO + INFILL + INJ2000			14.89	5.15		37.11	12.85
	BC + WO + INFILL + INJ3000			15.46	5.73		38.55	14.29
	BC + WO + INFILL + INJ4000			15.35	5.62		38.27	14.01

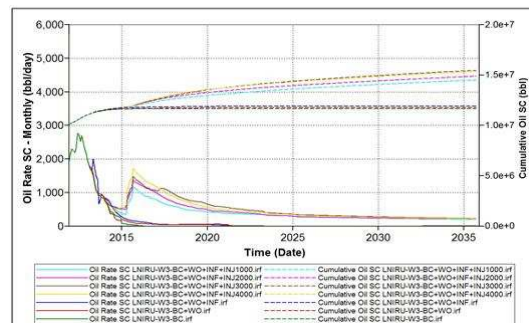
Tabel 3. Field summary hasil prediksi sumur *workover* lapisan "W"

WELL	ZONE	Qoi bopd	NP (EUR) MSTB
L-198	W	37	11.33
L-227	W	70	62.81
L-230	W	18	10.88
L-253	W	53	32.35
L-266	W	57	48.87

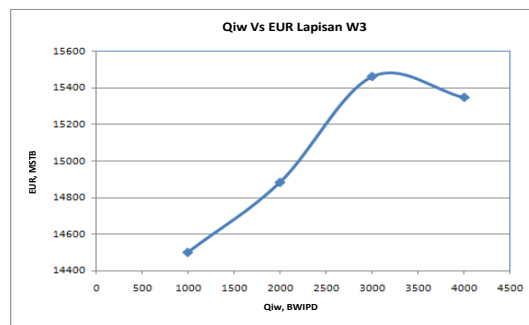
Tabel 4. Field summary hasil prediksi sumur *workover* lapisan "W"

WELL	ZONE	Qoi bopd	NP (EUR) MSTB
NR-35	W	421	274.97
NR-36	W	163	77.67
NR-41	W	123	54.66
NR-42	W	219	66.55
NR-43	W	203	99.81

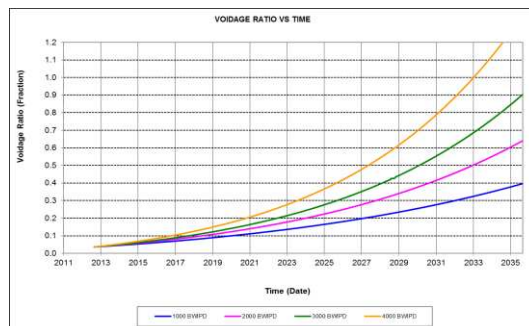
Hasil prediksi untuk masing-masing skenario dapat dilihat pada Gambar 15 s/d Gambar 18.



Gambar 16. Field production forecasting



Gambar 17. Rate injeksi air vs EUR



Gambar 18. Voidage Ratios Time

PEMBAHASAN DAN DISKUSI

Hasil simulasi *reservoir* lapisan “W” diperoleh OOIP sebesar 40.11 MM STB, dan diperoleh perbedaan sebesar 4.5 % dari hasil perhitungan OOIP volumetrik, sehingga model *reservoir* yang dibangun dapat digunakan untuk melakukan skenario pengembangan pada lapisan “W”.

Hasil skenario pengembangan untuk Skenario-I sebagai *base case*, dimana *reservoir* diproduksi berdasarkan sumur-sumur *existing* pada lapisan “W” terjadi penurunan produksi akibat penurunan tekanan. Pada skenario ini diperoleh penambahan produksi sebesar 1.9 MM STB, peningkatan RF 4.74%, sehingga kumulatif produksi minyak sampai tahun 2035 sebesar 11.63 MM STB atau sekitar 29 % dari OOIP hasil model simulasi *reservoir*.

Pada Skenario-II sebagai *base case + Workover* yang berupa *reopening* sumur-sumur yang telah *shut-in*, akan diperoleh penambahan produksi sebesar 2.04 MM STB, peningkatan RF 5.08%, dan kumulatif produksi minyak sampai tahun 2035 sebesar 11.77 MM STB atau sekitar 29.34 % dari OOIP hasil model simulasi *reservoir*.

Pada Skenario-III sebagai *base case + Workover + Infill* 5 sumur, akan diperoleh penambahan produksi sebesar 2.17 MM STB, peningkatan RF 5.42%, dan kumulatif produksi minyak sampai tahun 2035 sebesar 11.91 MM STB atau sekitar 29.68 % dari OOIP hasil model simulasi *reservoir*.

Pada Skenario-IV sebagai *base case + Workover + Infill + Inj.* 1000 bwipd, akan diperoleh penambahan produksi sebesar 4.77 MM STB, peningkatan RF 11.9%, dan kumulatif produksi minyak sampai tahun 2035 sebesar 14.50 MM STB atau sekitar 36.16 % dari OOIP hasil model simulasi *reservoir*.

Pada Skenario-V sebagai *base case + Workover + Infill + Inj.* 2000 bwipd, akan diperoleh penambahan produksi sebesar 5.15 MM STB, peningkatan RF 12.8%, dan kumulatif produksi minyak sampai tahun 2035 sebesar 14.89 MM STB atau sekitar 37.11 % dari OOIP hasil model simulasi *reservoir*.

Pada Skenario-VI sebagai *base case + Workover + Infill + Inj.* 3000 bwipd, akan diperoleh penambahan produksi sebesar 5.73 MM STB, peningkatan RF 14.3%, dan kumulatif produksi minyak sampai tahun 2035 sebesar 15.46 MM STB atau sekitar 38.55 % dari OOIP hasil model simulasi *reservoir*.

Pada Skenario-VII sebagai *base case + Workover + Infill + Inj.* 4000 bwipd, akan diperoleh penambahan produksi sebesar 5.62 MM STB, peningkatan RF 14%, dan kumulatif produksi minyak sampai tahun 2035 sebesar 15.35 MM STB atau sekitar 38.27 % dari OOIP hasil model simulasi *reservoir*.

Dari hasil beberapa skenario diatas, maka skenario VI dengan laju injeksi 3000 BWIPD memberikan penambahan produksi minyak yang paling optimal. Hal ini juga ditunjukkan oleh plot antara laju injeksi air terhadap EUR yang menunjukkan bahwa kenaikan laju injeksi air tidak lagi signifikan terhadap kenaikan EUR (Gambar 17), sehingga dapat disimpulkan bahwa pada kondisi *pattern* sumur injeksi dan produksi yang ada, besarnya laju injeksi air yang optimum adalah 3000 BWIPD. Hal ini dapat dilihat dari hasil analisa *voidage ratio* (Gambar 18). Dari gambar tersebut untuk laju injeksi air 1000, 2000 dan 3000 BWIPD masih berada di bawah nilai 1 (satu). Sedangkan untuk laju injeksi 4000 BWIPD pada tahun 2033 sudah berada di atas nilai 1 (satu). Hal tersebut mengindikasikan bahwa kecepatan pengisian volume pori batuan oleh injeksi air lebih cepat daripada pengosongan volume pori batuan oleh proses produksi. Hal ini akan menyebabkan banjir pada *reservoir* tersebut (*breakthrough*).

Dari hasil simulasi *reservoir*, dengan dilakukannya injeksi air sebesar 3000 BWIPD pada Lapisan “W” dapat meningkatkan dan mempertahankan tekanan *reservoir* dalam kondisi yang relatif stabil pada tekanan *reservoir* rata-rata 1200 psia.

KESIMPULAN

1. Dari proses inisialisasi diperoleh OOIP sebesar 40.11 MM STB, sedangkan dari model geologi diperoleh OOIP sebesar 41.99 MM STB, sehingga terdapat perbedaan sebesar 4.5 %, dan masih masuk batas toleransi.
2. Dengan produksi kumulatif minyak pada lapisan “W” sebesar 9.73 MMstb, maka diperoleh *Recovery Factor* (RF) dari OOIP hasil simulasi *reservoir* sebesar 24.26 %, sedangkan dari OOIP model geologi sebesar 23.2 %.
3. Dari tujuh skenario pengembangan yang dilakukan, maka dipilih skenario VI karena dapat memberikan hasil yang paling optimum dengan skenario *base case + Workover + Infill + Inj.* 3000 BWIPD.
4. Hasil skenario VI akan memberikan peningkatan faktor perolehan (RF) pada lapisan “W” sebesar 14.3 % dari perhitungan OOIP hasil simulasi *reservoir*, dengan

- peningkatan kumulatif produksi sebesar 5.73 MM STB.
5. Dengan dilakukannya injeksi air sebesar 3000 BWIP, maka akan dapat meningkatkan tekanan *reservoir* lapisan “W” dari sekitar 1050 psia menjadi sekitar 1200 psia.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2001), “Hand Book Reservoir Engineering”, Gulf Publishing Company Houston, USA.
- Archer, J.S. and Wall, C. G. (1994), “Petroleum Engineering Principles and Practice”, Graham & Trotman, London.
- Craig, Jr . (1971), “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”, Society of Petroleum Engineers of AIME, New York.
- Kristanto, D. dan Santoso, A.P., “Evaluasi Penggunaan Injeksi air Untuk Pressure Maintenance Pada Reservoir Lapangan Minyak”, Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
- Tobing, E. M. L., “Peningkatan Produksi Minyak Dengan Injeksi Air Pada Lapangan Minyak Q ”, Lembaran Publikasi Minyak dan gas Bumi, LEMIGAS, Volume 46, No.1., April 2012.
- Green, D.W and Willhite, G.P. (1986), “Waterflooding”, SPE Textbook.
- Mattax, C. C. and Dalton, L. R. (1990), “Reservoir Simulation”, SPE Textbook.
- Pertamina EP, PT. dan BATM Usakti, “Study Modelling Geologi Dan Simulasi Lapangan Limau Barat-Tengah”, PT. Pertamina EP UBEP Limau, 2012